

TITULO: “EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DEL MODELO DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD PROPUESTO POR LA PRACTICA RECOMENDADA API 1160 EN ESTACIONES DE BOMBEO Y FACILIDADES DE TUBERÍA DE PROCESO “PIPING” Y/O NO MARRANEABLES, RESPECTO A LOS PARÁMETROS DE INSPECCIÓN DE API 570”

Andrés Molina V. (*Author*)

Ing, Metalúrgico, Esp. Gestión de integridad y corrosión,
Esp. En sistemas integrados de gestión QHSE,
Estudiante Maestría Gestión de integridad y corrosión,
API 570 Inspector Authorized, NDT Level II
INTECORP Consulting and Engineering S.A.S

Bogotá D.C, Colombia

andresmolina13@gmail.com; andres.molina@intecorpconsulting.com

Tel: 57 3105806072

Abstract— La integridad estructural se ha convertido en uno de los mayores retos de los propietarios y responsables del mantenimiento de tuberías de transporte tanto de hidrocarburos líquidos como de gas debido a su alta probabilidad de falla, consecuencias de afectación al negocio, ambientales y de riesgos laborales. El sector Oil & Gas, probablemente el sector con mayor investigación y herramientas tanto documentales como de inspección, control, reparación y mantenimiento de la infraestructura para el aseguramiento y manejo de los activos físicos e integridad mecánica, ha desarrollado por parte de entidades como ASME “American Society of Mechanical Engineers” y API “American Petroleum Institute” códigos y/o practicas recomendadas como ASME B31.8S y API 1160 realizadas bajo los criterios federales de Estados Unidos “Code Federal Regulation” CFR title 49 part 195.45, para ser aplicadas en tuberías o ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y transporte de gas.

Existe una gran confusión en la aplicación de los parámetros de estas prácticas recomendadas para estaciones de bombeo y facilidades de tuberías de proceso o tuberías no marraneables, particularmente en Colombia en donde en muchos casos no se encuentra registros documentales como dossier de construcción, isométricos o P&ID’s, entre otros y no es posible evidenciar el código de construcción ASME B31.3 o ASME B 31.4, en tales casos queda abierta la posibilidad de ser inspeccionado bajo criterios de inspección y aseguramiento erróneos y no como se debe realizar bajo los criterios del código de inspección por ejemplo API 570 para tuberías construidas bajo los criterios del código de diseño ASME B31.3. Éste documento se centra en una revisión documental para evaluar la aplicabilidad del modelo de sistema de gestión de la práctica recomendada API 1160 especialmente en el tratamiento de los datos para poder realizar cálculos de continuidad operativa como vida remanente (RL), Velocidad de corrosión (CR) Espesor mínimo requerido (t_{req}) y de presión máxima de operación (MAWP, MOP o MAOP). Por otro lado, se establecerá una propuesta del tratamiento de estos datos de inspección para poder realizar los cálculos de continuidad operativa establecidos por API 570 los cuales difieren en algunos casos de API 1160 que refiere sus cálculos a ASME B31.4 o CFR title 49 part 195.

Keywords—*Inspección, API 1160, API570, piping, gestión, management, integrity, corrosión.*

I. INTRODUCCIÓN

Realizada una revisión normativa de API 1160 y su fundamento establecido en los parámetros de CFR 49 “PART 195—

“Transportation of hazardous liquids by pipeline” como lo cita en su objetivo “Esta práctica recomendada también apoya el desarrollo de programas de gestión de integridad exigidas bajo 49 CFR 195.452 de las regulaciones federales de seguridad de tuberías de EE.UU.”¹ El cual dentro de su alcance no incluye “El transporte de líquidos peligrosos o dióxido de carbono a través de la producción en tierra “On-Shore” (incluyendo líneas de flujo), refinación, y las instalaciones de fabricación o almacenamiento o sistemas de tuberías en planta asociados a este tipo de facilidades o instalaciones”²; por lo cual se establece en este documento una propuesta de implementación del modelo de gestión de integridad propuesto por API 1160 en estaciones de bombeo y facilidades y/o no marraneables estableciendo así un análisis de cada uno de los parámetros y su aplicabilidad en este tipo de tuberías de proceso o “piping” construidas bajo los criterios del código de construcción ASME B31.3 pues el tratamiento de datos para realizar los cálculos debidos, aunque similares tienen fundamento y valores de factor de seguridad completamente diferentes puesto que los calculo establecidos por API 1160 se basan en el código de construcción ASME B31.4 (Sistemas de transporte por oleoductos de hidrocarburos líquidos y otros fluidos), además, como lo establece en sus principios guía o rectores: “La integridad deben ser establecida en sistemas de tuberías desde la planificación inicial, el diseño y la construcción. La gestión de la integridad de una tubería comienza con la concepción del diseño y la construcción de la tubería. Parametros para construcciones nuevas se proporcionan en una serie de normas de consenso, incluyendo ASME B31.4, así como las normas de seguridad tubería. A medida que estas normas y directrices se aplican al diseño de una tubería, el diseñador debe considerar el área de influencia de la tubería y los posibles impactos que la tubería puede tener en esa zona y las personas que residen en sus proximidades.”³

Dentro del alcance de este documento no incluye el análisis del sistema de gestión establecido por ASME B31.8S “sistema de gestión de integridad de ductos de gas” que, aunque muy similar y aplicable a tuberías de proceso “piping” dentro de la clase 1 o 2 establecida por API 570 (2016) de contención de fluido tipo gas, solamente se hace el análisis y aplicación del sistema de gestión API 1160 (2013).

¹ API 1160- “Introduction, Purpose and Objectives”

² CFR 195. 143 Excepciones Numeral (8)

³ API 1160- Guidance principles.

II. ESTADO DEL ARTE

A. Antecedentes.

Profundizando más en el tema central, la propuesta de sistema de gestión de integridad al igual que muchos sistemas de gestión, por ejemplo de calidad como ISO 9001, ambiente como ISO 14001, salud y seguridad laboral OHSAS 18001, entre otros; basado en el ciclo "Deming" o PHVA (Planear, Hacer, Verificar y Actuar) tiene como definición la gestión de un tema específico, como lo define la organización internacional para la estandarización (International Organization for Standardization-ISO) "Un sistema de gestión describe el conjunto de procedimientos que una organización necesita para seguir con el fin de cumplir sus objetivos"

"En algunas organizaciones pequeñas, puede que no haya un sistema oficial, sólo "nuestra forma de hacer las cosas", que se mantiene en la mayoría de las cabezas del personal. Sin embargo, cuanto más grande sea la organización, mayor será la probabilidad de que los procedimientos deben ser registrados para asegurar todos tengan claro quién hace qué. Este proceso de sistematización de cómo se hacen las cosas que se conoce como un sistema de gestión".⁴

Además, para establecer mejor ¿cuáles son los beneficios de un estándar de sistema de gestión y por qué establecerlo dentro de una organización?; tomamos la definición de ISO que establece que: "Un estándar de un sistema de gestión proporcionan un modelo a seguir para establecer y operar un sistema de gestión. Al igual que todos los estándares, que son el resultado de un consenso internacional de expertos y, por tanto, ofrecen la ventaja de la experiencia mundial de gestión y buenas prácticas.

Los beneficios de un sistema de gestión eficaz incluyen:

- Un uso más eficiente de los recursos
- Mejora de la gestión de riesgos, y
- Aumento de la satisfacción del cliente como los servicios y productos de entregar consistentemente lo que prometen"⁵

Profundizando un poco más, la propuesta de sistema de gestión de integridad al igual que muchos sistemas de gestión, por ejemplo de calidad como ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001, entre otros; basado en el ciclo "Deming" o PHVA (Planear, Hacer, Verificar y Actuar) tiene como definición la gestión de un tema específico, como lo define la organización internacional para la estandarización (International Organization for Standardization-ISO) "Un sistema de gestión describe el conjunto de procedimientos que una organización necesita para seguir con el fin de cumplir sus objetivos"

"En algunas organizaciones pequeñas, puede que no haya un sistema oficial, sólo "nuestra forma de hacer las cosas", que se mantiene en la mayoría de las cabezas del personal. Sin embargo, cuanto más grande sea la organización, mayor será la probabilidad de que los procedimientos deben ser registrados para asegurar todos tengan claro quién hace qué. Este proceso de sistematización de cómo se hacen las cosas que se conoce como un sistema de gestión".⁶

Además, para establecer mejor ¿cuáles son los beneficios de un estándar de sistema de gestión y por qué establecerlo dentro de una organización?; tomamos la definición de ISO que establece que: "Un

estándar de un sistema de gestión proporcionan un modelo a seguir para establecer y operar un sistema de gestión. Al igual que todos los estándares, que son el resultado de un consenso internacional de expertos y, por tanto, ofrecen la ventaja de la experiencia mundial de gestión y buenas prácticas.

Los beneficios de un sistema de gestión eficaz incluyen:

- Un uso más eficiente de los recursos
- Mejora de la gestión de riesgos, y
- Aumento de la satisfacción del cliente como los servicios y productos de entregar consistentemente lo que prometen"⁷

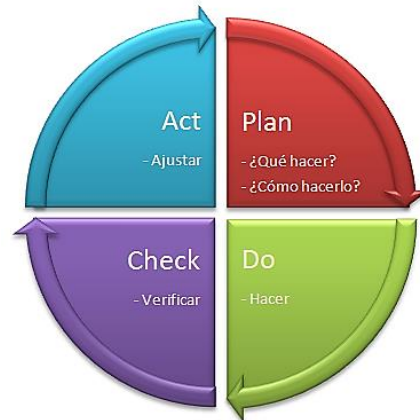


Fig. 1. Ciclo Deming, PHVA o por sus siglas en ingles PDCA (Fuente: <http://nataliavidovich.com.ar>)

Se han establecido varios modelos específicos de sistemas de gestión de integridad dependientes del tipo de fluido contenido, equipo, de la etapa y/o condiciones externas del sistema. Algunos modelos de sistema de gestión de integridad de organizaciones como API, ASME, HSE-UK Y DNV (Det Norske Veritas) entre otros, se citan a continuación:

ASME B31.8 "Managing System Integrity of Gas Pipelines", el cual describe los elementos para establecer un Sistema de gestión en tuberías de transporte de gas.

Fig. 2.1-1 Integrity Management Program Elements

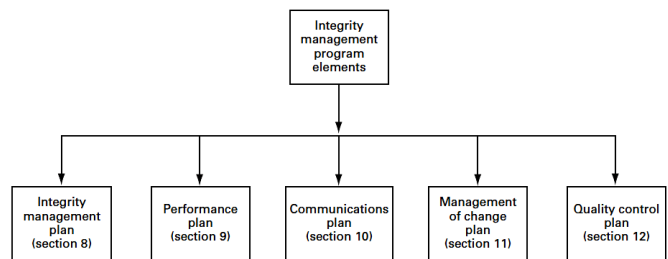


Fig. 2. Elementos del sistema de integridad propuesto por ASME B31.8S (Fuente: ASME B31.8S)

DNV-RP-F116 "Integrity management of submarine pipeline systems"- recommended practice Det Norske Veritas, que establece los elementos de un Sistema de gestión de integridad de sistemas de tubería de transporte submarino.

⁴ <http://www.iso.org/iso/home/standards/management-standards.htm>

⁵ <http://www.iso.org/iso/home/standards/benefitsofstandards.htm>

⁶ <http://www.iso.org/iso/home/standards/management-standards.htm>

⁷ <http://www.iso.org/iso/home/standards/benefitsofstandards.htm>

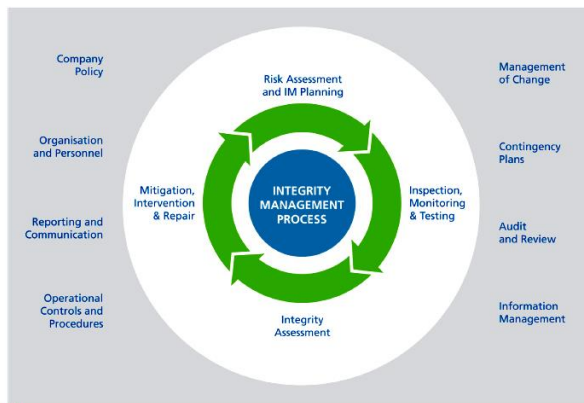


Figure 2-1 Integrity Management System

Fig. 3. Sistema de gestión de integridad propuesto por DNV-RP-F116 (Fuente: DNV-RP-F116) Figure 2-1)

DNV-RP-0002 “Integrity management of subsea production systems”-recommended practice det norske veritas, el cual establece los elementos para un Sistema de gestión de integridad de producción en pozos bajo el mar.

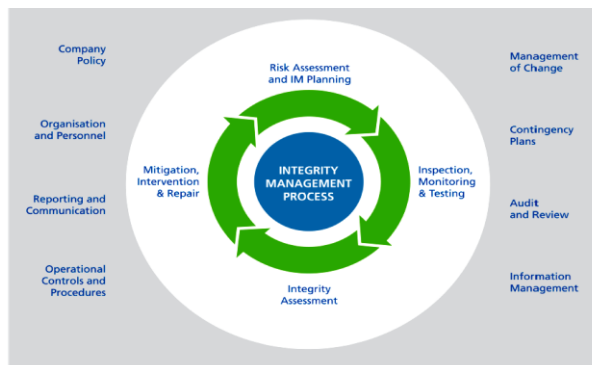


Figure 2-1 Integrity management system (ref. DNV-RP-F116)

Fig. 4. Sistema de gestión de integridad para sistemas de producción submarinas (Fuente: DNV- RP- 0002 (misma de DNV-RP-F116))

DNV-RP-F206 “Riser integrity management”- Recommended practice Det Norske Veritas, que establece los elementos de un Sistema de gestión para “riser”.

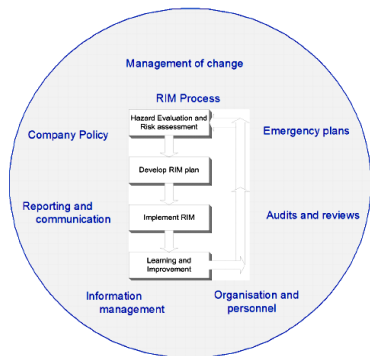


Figure 2-2 RIM System description

Fig. 5 Sistema de gestión de integridad para “Riser” (Fuente: DNV-RP-F206)

HSE-UK, Health and Safety Executive 2009, Structural integrity management framework for fixed jacket structures.

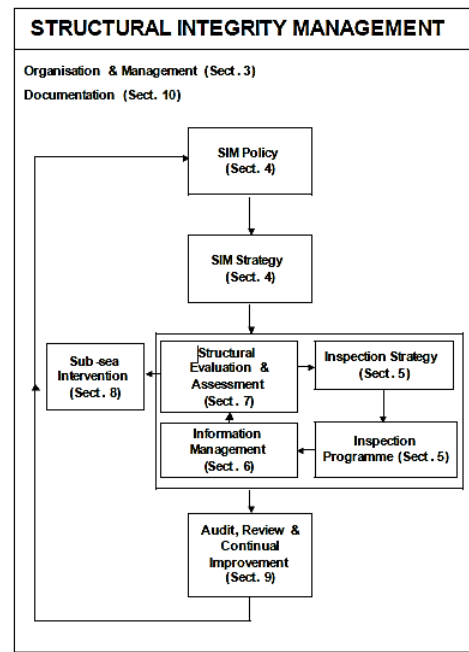
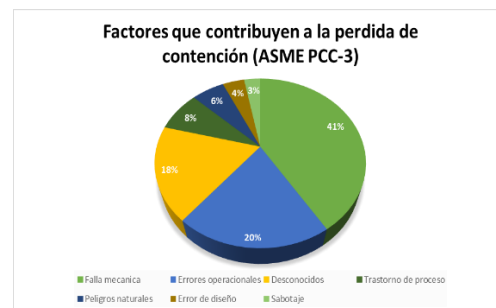


Figure 1. SIM overview flowchart

Fig. 6. Structural integrity Management (Fuente: HSE-uk, RR684 Research Report)

Cualquiera de los modelos de sistema de gestión de integridad descritos anteriormente, tienen como principal objetivo el asegurar la integridad de los equipos dentro de su alcance. Existen varios factores que contribuyen a la pérdida de contención por daño en la integridad de equipos como se puede mostrar en la Grafica 1 según ASME PCC-3, todos estos factores y muchos más los cuales han generado en las organizaciones dueñas u operadoras de equipos perdidas económicas muy altas por afectación a la integridad se encuentran definidas como 22 amenazas en API 1160 (13), las cuales se encuentran se establecen en capítulo II de este documento (Requerimientos mínimos del sistema de gestión de integridad de API 1160).



Gráfica 1. Factores que contribuyen a la pérdida de contención (Fuente: ASME PCC-3 Table 2.3)

El sistema de gestión debería estar en un gran porcentaje basado en gestión de corrosión que se encuentra dentro de las amenazas dependientes del tiempo a las cuales pueden ser susceptibles las tuberías según API 1160 y ASME B31.8S, la corrosión ha generado pérdidas de aproximadamente el 3.4% de la producción interna global domestica (GPD) de 2013 según NACE internacional report (international measures of prevention, application, and economics of corrosion technologies study- April 2016) lo cual equivale a US\$2.5 trillones, y establece que se podría realizar un ahorro entre 15% y

35% de costo total de la corrosión (ej. entre US\$375 y US\$875 billones anualmente en base global, estos costos sin incluir los costos de consecuencias ambientales, salud y seguridad laboral. según este mismo reporte internacional de NACE de 2016.⁸

III. MODELO DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD PROPUESTO POR API 1160

Debido a los altos costos de la corrosión en la producción global, el sistema de gestión de integridad, en este caso API 1160 debería establecerse en base al sistema de gestión de corrosión (para controlar las amenazas dependientes del tiempo) como lo recomienda NACE en el reporte internacional de 2016 el sistema de gestión de integridad y gestión de corrosión deberían estar integrados al plan estratégico organizacional con los diferentes sistemas de gestión (calidad, ambiente, salud y seguridad laboral, el sistema de gestión de activos entre otros más que tenga implementados la organización) para poder cumplir objetivos específicos de cada sistema, direccionados al cumplimiento de la política y plan estratégico enfocado a los requerimientos del cliente como se muestra en la figura 7.

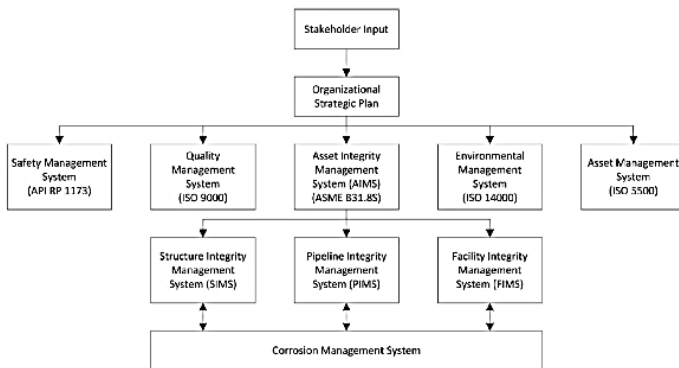


Fig. 7 Interrelación de los sistemas de gestión organizacionales como ejemplo para tubería. (Fuente: NACE Internacional Report 2016, Figure 3-2)

Al igual que los demás sistemas de gestión como se estableció en el capítulo II de este documento, API en su práctica recomendada 1160 (13) para gestión de integridad de tuberías de transporte de líquidos peligrosos, se basa en el ciclo PHVA anteriormente descrito y presenta el siguiente “flow sheet” como herramienta gráfica para entender el proceso del establecimiento de un sistema de gestión de integridad para este tipo de tuberías y para el cual como objetivo principal de este documento se establece cuáles de los parámetros presentados se pueden aplicar en su forma general a estaciones de bombeo o facilidades de tubería de proceso inspeccionadas con el código API 570 (2016) o no marraneables.

En términos generales “Como implica el ciclo de realimentación en la Figura 2 de API 1160 (figura 8 de este documento), un programa gestión de la integridad consiste en un ciclo continuo de monitoreo de estado de las tuberías,

identificación y evaluación de riesgos, y tomar medidas para reducir al mínimo el riesgo más significativo. Las evaluaciones de riesgo deben ser actualizadas periódicamente y revisados para reflejar las condiciones actuales de modo que los operadores pueden utilizar más eficazmente sus recursos finitos para lograr el objetivo libre de errores, operaciones sin derrames.⁹

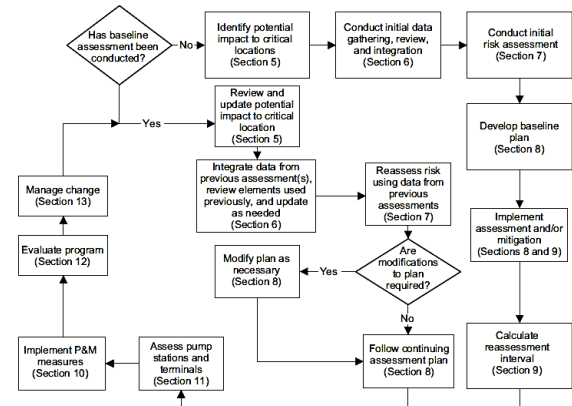


Fig. 8 diagrama de flujo de un sistema de gestión de integridad (Fuente: API 1160 (13), Fig. 2)

A. Requerimientos mínimos del sistema de gestión de integridad de API 1160.



Fig. 9 Requerimientos del sistema de gestión de integridad API 1160 (13) (Fuente: Autor)

La sección 11 de API 1160 identifica los atributos de las instalaciones del sistema de tuberías que no sean tubos de conducción, tales como estaciones de bombeo y terminales que deben ser considerados en el desarrollo de un programa integral de gestión de la integridad de todo el sistema. “Si bien el programa que se muestra en la Figura 2 (de API 1160 (13) y figura 8 de este documento) se aplica a estas instalaciones, los aspectos específicos de la evaluación de la integridad aplicables a estas instalaciones tienden a ser algo único”.¹⁰

Uno de los requerimientos más difíciles de aplicar y en donde se encuentran muchas diferencias es en la Recolección de datos, revisión e integración pero que al igual que en las

⁸ NACE international report - “internationals measures of prevention, application, and economics of corrosion technologies study”- April 2016

⁹ API 1160 (2013)- “GENERAL CONSIDERATIONS”

¹⁰ API 1160 (2013)- 4.2 Elements of Integrity Management

tuberías normales podemos observar las siguientes amenazas establecidas por API 1160 (13).

TABLA 1 AMENAZAS A UN SISTEMA DE TUBERÍAS SEGÚN API 1160 (2013)

Amenazas dependientes del tiempo:	Amenazas estables:	Amenazas independientes del tiempo:
- Corrosión externa,	- costuras de tuberías defectuosas;	- Terceros / amenazas de daños mecánicos: el daño infligido por primera, segunda, o tercera parte (instantáneo / falla inmediata)
- Corrosión interna,	- Tubería defectuosa;	- Daño previo en la tubería;
- SCC.	- Soldadura / relacionados con la fabricación de amenazas: defectuosas soldaduras circunferenciales de tuberías, soldaduras defectuosas de fabricación, dobleces y arrugas "Buckles" e hilos rectificadas / tubería rota / falla de acoplamiento;	- Vandalismo;
	- Amenazas de equipo: empaque O ring, los equipos de control / alivio de mal funcionamiento, falla de empaque de junta / bomba; y	- Procedimiento de operación incorrecta;
	- Varios.	- Relacionados con el clima y la fuerza exterior amenazas: Tiempo frío, relámpagos, fuertes lluvias o inundaciones, y movimiento de tierras.

Fuente: Autor

IV. CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE APLICABILIDAD DE PARÁMETROS PROPUESTOS POR API 1160 EN TUBERÍAS EVALUADAS BAJO EL CÓDIGO API 570.

A. Identificación de ubicaciones críticas y aseguramiento de riesgos.

Según lo que establece API 1160 (2013) en su capítulo (5) de identificación de ubicaciones críticas respecto a las consecuencias de una pérdida de contención, se recomienda establecer ubicaciones críticas preferiblemente con ayudas tecnológicas "Geographic Information System" (GIS) y establece que: "Debido a que el objetivo principal de la gestión de integridad del ducto es reducir al mínimo riesgo para el público/empleados, el medio ambiente, y los clientes; el operador de la tubería debe establecer una alta prioridad a la inspección, evaluación y mantenimiento de segmentos de ductos en zonas donde las consecuencias de un derrame tendrían más probabilidades de afectar a una zona crítica"

"La Información sobre los segmentos y facilidades (instalaciones) que podrían afectar ubicaciones críticas se utiliza en varios elementos clave de un programa de gestión de la integridad, tales como:

- Recopilación de datos,
- Aseguramiento de riesgos,
- Inspección y mitigación,
- Decisiones sobre la colocación de EFRDs,
- Instalación y utilización de sistemas de detección de fugas,
- Elaboración y aplicación de planes de respuesta a derrames".

Validando lo anterior con los parámetros de API 570 (2016) en donde establece que: "La consecuencia de una liberación depende del tipo y la cantidad de fluido de proceso contenido en el equipo. "La evaluación de las consecuencias debe estar de acuerdo con los requisitos de API 580 y tendrá en cuenta los posibles incidentes que puedan ocurrir como resultado de la liberación de fluido, del tamaño de una posible liberación y el tipo de una posible liberación (incluye explosión, incendio o exposición tóxica). La evaluación también debería determinar los resultados potenciales que pueden ocurrir como resultado de la liberación de fluido o daños al equipo, que puede incluir: efectos sobre la salud, el impacto ambiental, daño a equipos adicionales y el tiempo de parada o reducción de la velocidad del proceso de liberación".¹¹

B. Recopilación, revisión e integración de datos.

"El objetivo de la Sección 6 de API 1160 (13) es proporcionar una visión general de las consideraciones para ayudar en la identificación de los datos para ser recogida y utilizada para gestionar las amenazas de integridad en un sistema de tuberías. El enfoque descrito en el presente documento reconoce que los usuarios de esta práctica tendrán numerosas fuentes de datos en sus sistemas de canalización administrada a través de procesos existentes. Sin embargo, estos datos pueden necesitar ser reunidos y organizados de manera diferente para fines de gestión de integridad"¹².

Por su parte, el código de inspección de tuberías de proceso API 570(16), yendo en la misma línea que API 1160 (13) pero sin llegar a tocar este elemento documental como un requerimiento del sistema de gestión de integridad, propone como recomendación para el inspector autorizado previo al inicio de la inspección que: "El propietario/Usuario de la red de tuberías deberá mantener registros permanentes y progresivos de sus sistemas de tuberías y dispositivos de alivio de presión. Los registros permanentes se mantendrán durante toda la vida útil de cada sistema de tuberías. Como parte de estos registros, los registros de inspección y de mantenimiento progresivo serán actualizados periódicamente para incluir nueva información pertinente para el funcionamiento, la inspección y el historial de mantenimiento del sistema de tuberías. Ver también API 574 para obtener más información de los registros del sistema de tuberías."¹³

¹¹ API 570 (2016)- 5.2.3 "Consequence Assessment."

¹² API 1160 (13)- 6 "Gathering, Reviewing, and Integrating Data"/6.1 General Considerations"

¹³ API 1160 (13)- 6 "Gathering, Reviewing, and Integrating Data"/6.1 General Considerations"

"Antes de realizar cualquiera de las inspecciones requeridas, los inspectores deben familiarizarse con el historial previo del sistema de tuberías de las que son responsables. En particular, se deben revisar los resultados previos de inspección, reparaciones anteriores, el plan de inspección actual y/u otras inspecciones de servicios similares de los sistemas de tuberías. Además, es recomendable conocer la historia reciente de funcionamiento que pueden afectar el plan de inspección. Los tipos de daños y modos de falla experimentados por los sistemas de tuberías se proporcionan en API 571 y API 579-1 / ASME FFS-1.¹⁴"

TABLA 2 REGISTROS DE INFORMACIÓN DE TUBERÍAS DE PROCESO SEGÚN CAPÍTULO 7 DE API 570 (2016)

Registros de documentación mínimos de información para cualquier tipo de sistema de tuberías de proceso.	Item API 570 (2016)
Operating and Maintenance Records	7.9.3
Computer Records	7.9.4
Piping Circuit Records	7.9.5
Inspection Isometric Drawings (ISOs)	7.9.6
Inspection Recommendations for Repair or Replacement	7.10
Inspection Records for External Inspections	7.11
Piping Failure and Leak Reports	7.12
Inspection Deferral or Interval Revision	7.13

Fuente: Autor

"Los sistemas de registro de las tuberías enterradas deben ser mantenidos de acuerdo con 7.9. (API 570-2016) Además, se debe mantener un registro de la ubicación y la fecha de instalación de abrazaderas temporales "grapas". También, las tuberías enterradas se deberían ubicar en un esquemas o dibujos (es decir, planos Isométricos de tuberías) que indicando el tamaño y la mitigación de la corrosión externa."¹⁵

TABLA 3 REGISTROS ADICIONALES PARA TUBERÍAS ENTERRADAS SEGÚN CAPÍTULO 9 API 570 (2016)

Registros de documentación adicional de información para sistemas de tuberías de proceso enterradas	Ítem API 570 (2016)
Above-grade Visual Surveillance	9.2
Close-interval Potential Survey	9.3
Pipe Coating Holiday Survey	9.4
Soil Resistivity	9.5
Cathodic Protection Monitoring	9.6
Inspection Methods	9.7
Frequency and Extent of Inspection	9.8
Above-grade Visual Surveillance	9.8.1
Pipe-to-soil Potential Survey	9.8.2
Pipe Coating Holiday Survey	9.8.3
Soil Corrosivity	9.8.4
External and Internal Inspection Intervals	9.8.5
Leak Testing Intervals	9.8.6
Repairs to Buried Piping Systems	9.9
Repairs to Coatings	9.9.1
Clamp Repairs	9.9.2
Welded Repairs	9.9.3
Records	9.10.

Fuente: Autor

C. Implementación de aseguramiento del riesgo.

Luego de haber identificado las ubicaciones críticas del sistema de tubería de proceso (como se determinó en el ítem A de este capítulo (IV), siguiendo los parámetros de API 1160- capítulo 5. Como una línea base para la implementación del aseguramiento del riesgo, "Cuando se desarrolla un enfoque de aseguramiento de riesgos, es importante comprender el uso final del aseguramiento. El aseguramiento de riesgo debe utilizarse para determinar el tipo y el orden del aseguramiento de la integridad (véase la Sección 8 de API 1160) y puesta en práctica medidas preventivas y de mitigación (ver Sección 10 de API 1160). La necesidad de aseguramiento de riesgos para identificar qué amenazas son relevantes para el activo en cuestión y también para priorizar el orden en que se implementan las actividades de seguimiento deben ser considerados cuando el enfoque de evaluación de riesgos se ha diseñado".¹⁶

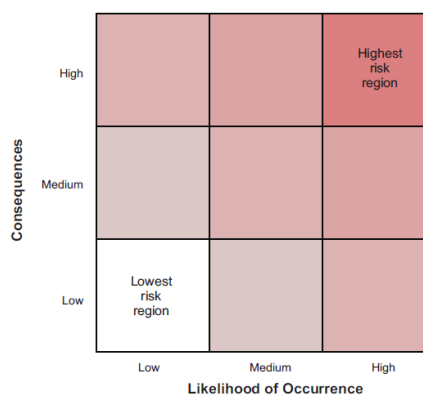


Fig 10 Representación simplificada de riesgo (Fuente API 1160(13) fig 4)

Lo anterior establecido por API 1160 (13), se considera totalmente aplicable al aseguramiento de riesgo basado en RBI con fundamentos de API 580 y la metodología de API 581 para facilidades y estaciones de bombeo de tubería de proceso (API 570-2016); lo cual puede incluir información de los atributos de la tubería, factores de construcción, ventanas operativas, historial de operación e historial de aseguramiento de la integridad como resultado final de aseguramiento del riesgo, así como lo describe el numeral 6.4 de API 1160 (13), una serie de recomendaciones de datos de entrada para aseguramiento del riesgo. Una adecuada evolución del modelo de aseguramiento de riesgos lo convertirá en una herramienta esencial para la planificación de evaluaciones de integridad y acciones preventivas y de mitigación en el futuro de una manera que asegure la continuidad de la integridad del sistema".¹⁷

14 API 570 (2016)- 5.3.2 "Records Review"

15 API 570 (2016)- "Records"

16 API 1160 (2013)- 7 Risk Assessment Implementation/7.1 General Considerations

17 API 1160 (2013)-7.3 "Characteristics of Risk Assessment Approaches"

D. Aseguramiento de la integridad y Remediación.

Este ítem del sistema de gestión de integridad y como lo establece API 1160 (13) en la descripción de “gestión de integridad de estaciones de bombeo y facilidades” asociado al capítulo 11 de esa práctica recomendada, cada uno de los ítems anteriores evaluados son aplicables a la gestión de este tipo de instalaciones, pero la evaluación del aseguramiento de la integridad como tal es totalmente única para cada sistema de tubería de proceso, al no ser inspeccionables para este caso por herramientas inteligentes (ILI) y debido a la naturaleza de su base en los cálculos por ASME B31.3 a diferencia de API 1160 (13) que establece sus cálculos en base a ASME B31.4; por lo tanto, su evaluación no debería generarse por métodos tales como ASME B31G o ASME B31G Modificado. Debido a esto, se establece en el capítulo V una propuesta de tratamiento de estos datos según lo establecido por el numeral 7.7 del código de inspección 570 (2016).

De acuerdo a lo anterior es inaplicable para el caso específico de este documento los numerales 8.2, 8.3.1, 8.3.2 de API 1160 (13). En este numeral se establece los métodos de inspección para tuberías no marraneables de acuerdo a API 570 (2016) y parcialmente aplicable a criterio del dueño o mantenedor del sistema de tuberías el usar parcialmente o con alguna modificación los numerales 8.3.3 y 8.3.4 (API 1160) que establece criterios para una respuesta oportuna a cada condición especial hallada en el sistema de tuberías.

Para la aplicación de pruebas hidrostáticas del numeral 8.4 de API 1160 (13) es aplicable siempre y cuando se cumplan los criterios establecidos para tuberías a presión según el código de inspección API 570 (2016) en su numeral 5.11 “Pressure Testing of Piping Systems”.

Se puede adoptar la recomendación en cuanto a datos para el aseguramiento de la integridad y documentación de la información de la prueba hidrostática establecido en el numeral 8.4.6.1 (General) de API 1160(13):

“Tecnologías distintas a ILI o prueba hidrostática que podría ser utilizadas para evaluar la integridad de la tubería incluyen "evaluación directa" (aplicable a la corrosión externa, la corrosión interna, SCC, y posiblemente a los daños mecánicos-Falla retardada) y tecnología ultrasónica de ondas guiadas (GWUT-aplicable a la corrosión externa e interna).

Inspección visual u otros métodos tradicionales de ensayos no destructivos (END) inspección visual o [pruebas de ultrasonido (UT), ensayo de partículas magnéticas (MPT), pruebas de líquidos penetrante (PT), etc.] se pueden utilizar en tuberías excavadas o sobre el suelo. Estos métodos ofrecen medios de aseguramiento de las amenazas dependientes del tiempo (con exclusión de aseguramiento para controlar amenaza de fatiga por presión por ciclos inducidos) en los segmentos de tubería que no son marraneables (lo que

significa que ILI no es posible) y/o no puede ser puesto fuera de servicio para dar cabida a una prueba hidrostática.”¹⁸

En términos generales y como información básica para la toma de decisiones se debería determinar el tipo de reparación que se debe realizar para las tuberías de proceso inspeccionadas y evaluadas, en donde se encontraron condiciones de anomalías a analizar o no por API 579/ASME FFS-1; cabe aclarar que, API 570 (2016) establece que debe hacerse una revisión previa a la toma de decisiones a la norma AMSE PCC-2 y que para mayor información debe consultarse:

- ASME PCC-2- Part 2- various welded repairs to piping systems
- ASME PCC-2- Part 3- Non-welded repairs for piping systems.
- ASME PCC-2- Part 4- nonmetallic composite wrap repair methods.

Para cualquier reparación de tubería de proceso, se debe cumplir con los requerimientos del numeral 8.1 y anexo C de API 570 (2016), así como cumplir con las recomendaciones de API 2201 para cualquier “Hot Tap” requerido y requerimientos establecidos en 8.2 para soldadura y “Hot tap”.

E. Frecuencias de Re-aseguramiento.

El reaseguramiento de anomalías dependientes del tiempo no podría establecerse para tuberías a presión tal y como se establece según cálculos específicos en API 1160 (2013) con ASME B31G o criterio modificado, por tal motivo todas las anomalías encontradas deberían analizarse por API 579/ASME FFS-1

Por otra parte, API 570 establece que: “El intervalo de inspección deberá ser revisado y ajustarse según sea necesario después de cada inspección o cambio significativo en las condiciones de funcionamiento y/o resultados de la inspección. Corrosión general, corrosión localizada, picaduras, grietas del medio ambiente, y otras formas de deterioro aplicables mencionadas en el numeral 5.5 (de API 570 (13)) y API 571 serán considerados al establecer los distintos intervalos de inspección.”¹⁹

TABLA 4. INTERVALOS MÁXIMOS DE INSPECCIÓN

Type of Circuit	Thickness Measurements	Visual External
Class 1	5 years	5 years
Class 2	10 years	5 years
Class 3	10 years	10 years
Class 4	Optional	Optional
Injection points ^a	3 years	By class
Soil to Air Interfaces ^b	—	By class

NOTE: Thickness measurements apply to systems for which CMLs have been established in accordance with 5.6.
^a Inspection intervals or due dates for potentially corrosive injection can also be established by a valid RBI analysis in accordance with API 580.
^b See API 574 for more information on SAI interfaces.

Fuente: API 570 (2016) Table 1

¹⁸ API 1160 (2013)- 8.5 Other Assessment Methods.

¹⁹ API 570 (2016)- 6.3.3 Setting Inspection Intervals Without the Use of RBI

API 1160 (2013) establece varios tópicos a tratar con medidas preventivas y mitigativas. Establecer e implementar medidas preventivas y mitigativas, debe ser parte de un proceso en donde participa desde la gerencia, personal calificado y terceras personas; en donde se establece una serie de medidas para prevenir que exista una pérdida de contención o liberación y otras que se establecen medidas de mitigación las cuales culturalmente se deben definir como última barrera de protección, que sería el “peor caso” en caso de activación de estas medidas, por lo cual se debería asegurar el riesgo antes de una liberación por medio de las medidas preventivas establecidas preferiblemente en el análisis de riesgo inicial.

• **Medidas preventivas.**

TABLA 5. MEDIDAS PREVENTIVAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD

MEDIDAS PREVENTIVAS SEGÚN CAPÍTULO 10 DE API 1160 (2013)	
10.2 Prevenir Daños por tercera parte.	<ul style="list-style-type: none"> El mantenimiento adecuado, mapas actualizados del sistema; Participar en un sistema "one call" llamada (excavaciones); Ubicación y marcado; Comunicación con excavadoras; El establecimiento y la continuación de un programa de concienciación pública con los ocupantes de tierras, excavadoras, y contratistas; El mantenimiento y vigilancia de los derechos de vía; Instalación de marcadores continuos o barreras físicas en los segmentos nuevos o instalados o que proporcionan para el enterramiento profundo en su caso; Documentación de todos los impactos detectados o casi accidentes asociados con cualquiera de las inspecciones, autorizados o no en los derechos de vía y la investigación de las causas de las solicitudes o incidentes; Minimización de los impactos a lugares críticos y/o en áreas de alto riesgo designados;
10.3 Prevención de prensa asociada con puntos duros y zonas afectadas por el calor duro en Tubos	<p>Difícil de aplicar en tuberías de proceso no marraneables, pero medible (como medida de prevención cumplir con 4. pulgadas al menos de precalentamiento a lado y lado de cada unión según API 470 (2016))</p> <p>Inspección de válvulas de drenaje y extensiones de tubería antes de llegada del frío (en climas extremos o estaciones climáticas) para eliminar el agua que se congela y podría causar la rotura;</p> <ul style="list-style-type: none"> Apagar y, si es factible, purgando segmentos de tuberías que podrían ser dañados por los huracanes o inminentes inundaciones; Proporcionar medidas para que el movimiento de la tubería para que se produzca sin dañar la tubería en los cruces de fallas sísmicas, taludes inestables, o áreas de subsidencia; La formación de personal de patrulla para detectar áreas de desarrollo de la inestabilidad del suelo, deslizamientos de tierra y hundimiento; La realización de patrullas tan pronto como sea posible después del paso de un clima severo, inundaciones, o un terremoto; El seguimiento de los cruces de ríos para tubería expuesta en los cruces o en las riberas; Recopilar sistemáticamente datos GIS actualizados con respecto a las zonas de fallas, el uso del suelo, etc.
10.4 prevenir o mitigar Liberaciones Asociadas con el clima y fuerzas externa	<p>Protección Catódica (NACE SP0169)</p> <p>La inyección de un inhibidor y biocida adecuado, Limpieza frecuente con los "marranos" de limpieza para eliminar el sedimento y el agua (donde aplique).</p> <ul style="list-style-type: none"> Mantener una velocidad de flujo mínima para minimizar el arrastre de agua y sedimentos; Lavao tramos muertos o cuerpos de válvula. (NACE SP0206 and NACE SP0106)
10.5.1 Corrosión Externa	
10.5.2 Corrosión Interna	

Fuente: Autor según el capítulo 10 de API 1160 (2013)

• **Medidas mitigativas.**

TABLA 6. MEDIDAS PREVENTIVAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD

MEDIDAS MITIGATIVAS SEGÚN CAPÍTULO 10 DE API 1160 (2013)	
10.6 Detección y minimizar las consecuencias de las emisiones no intencionales	<p>reducir al mínimo el tiempo requerido para la detección de una liberación,</p> <ul style="list-style-type: none"> Reducir al mínimo el tiempo necesario para localizar una liberación, Reducir al mínimo el volumen que puede ser liberado, Reducir al mínimo el tiempo de respuesta de emergencia, Protección del público y limitar los efectos adversos sobre el medio ambiente.
10.6.2 La reducción del tiempo para detectar y localizar las emisiones no intencionales	<p>métodos computacionales.</p> <p>enfoque de trazadores de balance de volumen y/o productos químicos.</p> <p>una prueba de stand-up (estancamiento)</p> <p>integración al sistema SCADA.</p>
10.6.3 Aislamiento y control de una fuga de líquido contenido.	<p>Ubicar, aislar, bloquear, drenar.</p>
10.6.4 Respuesta a Emergencias	<p>Implementación de programa de emergencias como objetivo reducción en tiempos de respuesta y debería incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> El establecimiento de líneas de responsabilidad para una respuesta de emergencia a una liberación no intencional; Formación para todo el personal responsable para la mitigación de una liberación no intencional; Comunicación con los organismos de seguridad y de extinción de incendios que podría limitar el acceso al sitio y protección del público; Aislamiento de la fuga para limitar el volumen liberado; Limitar la propagación del producto liberado mediante el despliegue de barreras en agua o mediante la construcción de muros de contención de suelos en tierra; La recuperación del producto liberado tanto como sea posible; Alojamiento temporal de los miembros del público desplazado por la liberación; El suministro de agua potable si los suministros de agua potable están en riesgo. <p>A más largo plazo, el operador también debe prever:</p> <ul style="list-style-type: none"> La mitigación de tierra o agua contaminada, Restauración del sitio.023040b23
10.7 reducción de presión	<p>Reducción de la presión para reducir por ende los niveles de riesgo de las amenazas (Siempre y cuando no afecte la operatividad de acuerdo con estudios hidrodinámicos y cumplimiento requisitos de cliente)</p>

Fuente: Autor según capítulo 10 de API 1160 (2013)

F. *Gestión de integridad en estaciones de bombeo y facilidades.*

Como tema central de este documento en cuanto aplicabilidad del modelo de gestión de integridad propuesto por API 1160

(13) en estaciones de bombeo y facilidades de tubería de proceso. No se puede aislar de los requerimientos propios del código de inspección API 570 (2016) que además del aseguramiento de los parámetros anteriormente descritos, se debe asegurar las amenazas particulares de este tipo de sistemas. Como se resume en la tabla 8 de API 1160 (13) (tabla 4 de este documento). “The hazardous liquids industry’s Pipeline Performance Tracking System (PPTS) ha hecho un estudio de las instalaciones de tuberías y ha emitido “PPTS consultivo 2009-5” que identifica las principales amenazas a las instalaciones de tuberías como:

- Accesorios instalados en tuberías de pequeño diámetro y tuberías (NPS ≤2in);
- Vibración de tuberías de pequeño diámetro y tuberías (SBP);
- Corrosión interna de agua atrapada y/o lodos en particular con petróleo crudo, los tipos de tuberías más susceptibles son las líneas de drenaje, líneas de ayuda, y "los tramos muertos" que experimentan baja o intermitente del flujo de producto;
- Congelación del agua atrapada.

Otras amenazas para instalaciones incluyen:

- Corrosión externa en soportes o suspensiones,
- La corrosión externa en las interfaces de suelo/aire,
- Corrosión externa bajo aislamiento (CUI),
- La erosión y la corrosión interna / erosión,
- Agrietamiento ambiental asociado con el transporte de etanol combustible,
- Bridas u otras conexiones.²⁰

TABLA 7 TEMAS DE INSPECCIÓN DE ESTACIONES DE BOMBEO EN REFERENCIA A LA INSPECCIÓN API 570

Main Topic	Subtopic	Subject Matter
11.2 Tubing and Small-bore Piping		Importance of proper installation, mitigation of vibration and stress, use of electrical instrumentation in place of small tubing.
11.3 Mitigating Internal and External Corrosion	11.3.2 Dead-legs, Drain Lines, and Relief Lines	Periodic flushing to remove water and sludge, periodic UT measurements of wall thickness, GWUT for inspection of buried segments, remove unnecessary dead-legs.
	11.3.3 Soil-to-air Interface	Visual inspection, removing soil and coating if necessary, carefully replacing coating and seals.
	11.3.4 Contact Corrosion	Visual inspection possibly supplemented by UT or GWUT, use of dielectric materials to separate pipe from support structures or hangers.
	11.3.5 Corrosion under Insulation (CUI)	Preventing water ingress, checking for missing or damaged insulation, using "plugs" for inspection sites.
	11.3.6 Erosion and Corrosion/ Erosion	Inspecting wall thickness at locations of high flow and/or direction changes.
11.4 Preventing Freezing of Trapped Water		Inspecting areas where water may become trapped and draining any water before freezing weather occurs.
11.5 Preventing Ethanol-related Cracking		Inspection for systems that have demonstrated susceptibility, reference documents for detailed prevention and mitigation.
11.6 Visual Inspections and NDE		Setting up systematic inspections, reference documents for details of facility inspection procedures, lists of some of the major items that should be inspected.
11.7 Incident History		Reviewing records to recognize the relevant threats and to focus mitigation where needed.

Fuente: API 1160 (13) Table 8)

G. *Evaluación del programa de gestión de integridad.*

Al igual que otros sistemas de gestión y basado en un ciclo de mejora continua, el sistema de gestión de integridad debería ser evaluado y auditado para poder así encontrar prematuramente las conformidades y no conformidades del

²⁰ API 1160 (2013)-11 Integrity Management of Pump Stations and Facility Piping/11.1 General Considerations

sistema y tomar las medidas pertinentes para mejorar, esto avalado por API 1160 (13) capítulo 12 e implementado como una recomendación en API 570 (2016) en el numeral 4.3.1.2 “Inspection Organization Audits”, de la siguiente manera: “Las revisiones necesitan ser realizados sobre una base periódica para evaluar la eficacia de PIM de un operador de tuberías de transporte. Una evaluación del programa de gestión de integridad debe ayudar a un operador responder a las siguientes preguntas:

- 1) ¿Se llevaron a cabo todos los objetivos del programa de gestión de integridad?
- 2) ¿Ha mejorado efectivamente integridad de la tubería y la seguridad a través del programa de gestión de integridad? (API 1160, 2013)²¹

Según API 570 (2016) “Los siguientes elementos clave de un programa de inspección deben ser evaluados por el equipo de auditoría:

- a) Se cumplen los requisitos y principios del Código de inspección;
- b) Las responsabilidades del propietario/usuario se ejercen adecuadamente;
- c) Los planes de inspección documentados están en su lugar para los sistemas de tuberías cubiertas;
- d) Los intervalos y alcance de las inspecciones son adecuados para los sistemas de tuberías cubiertas;
- e) Se están aplicando adecuadamente tipos generales de inspección y vigilancia;
- f) Análisis de los datos de inspección, evaluación y registro son adecuados;
- g) Las reparaciones, alteraciones y re-ratings cumplen con este Código”²².

H. Manejo del Cambio (MOC)

El Sistema de gestión de integridad al igual que cualquier sistema de gestión debe basar su buena implementación en una conciencia cultural de manejo del cambio, en donde todas y cada una de las personas involucradas en el sistema deberían reportar cualquier cambio que pueda generar un impacto directo en la integridad del sistema y ser documentado, “La gestión formal de los procedimientos de cambio se deben desarrollar para identificar y considerar el impacto de los cambios en atributos de las tuberías, operaciones de tuberías, la tecnología y los requisitos del código o reglamentarias sobre la PMI de un operador.”²³

Por su parte API 570 (2013). establece las responsabilidades de específicamente del grupo de inspección, así: “El propietario/usuario también es responsable de la implementación de un proceso de MOC eficaz y debe revisar y controlar los cambios al proceso y al hardware (estructura). Un proceso MOC eficaz es vital para el éxito de cualquier programa gestión de integridad de tuberías”²⁴

TABLA 8 EJEMPLOS DE MANEJO DEL CAMBIO

Description	Reason	Effective Date	Implications	Authority	Work Permits	Modifications to IMP	Documentation	Communication	Implementation
Raising MOC of Line 1.	To increase capacity.	Two years from current date.	New pumping units to be installed at Stations 1 and 2. Need to raise to 1.25 times new MOC.	Authorized by Board of Directors and approved by FEEDC.	Construction permits to install new pumps and associated control equipment. Work and environmental permits for relief.	Reevaluate remaining life of unaccounted anomalies. Calculate effect of relief to see if holds the margin of safety until the next ILI.	Managers of pipeline and safety integrity will prepare full reports of all construction and releasing and modify the IMP as required.	Managers of pipeline and safety integrity will prepare full reports of all construction and releasing and modify the IMP as required.	Upon completion of construction and releasing the MOC will be raised to the new level.
Appointment of new company president.	Retirement of current president.	Six months from current date.	Organizational changes will follow.	Authorized by Board of Directors.	none	Change text where necessary to indicate use of new tool is mandated.	Person responsible for ILI section of IMP will make the necessary changes to the text.	New organization chart will follow.	Schedule for IMP will be unaffected.
New crack tool to be used to assess Line 1.	Improved sensitivity.	Next scheduled ILI.	Staff responsible for ILI will attend orientation on new tool.	Authorized by Manager of Pipeline Integrity.	none	IMP public awareness section will be updated to indicate the land occupant contact program.	Manager of Pipeline Integrity to send memo to all staff involved in IMP implementation.	None	New tool to be used for next assessment of Line 1.
Begin program of personal contacts with land occupants.	Need to reduce anomalies with no one-call.	Beginning three months from current date.	Selected staff will be trained in contact with land occupants, informing them of the risks and trying to secure their cooperation.	Authorized by Manager of Pipeline Integrity.	none	IMP public awareness section will be updated to indicate the land occupant contact program.	Manager of Pipeline Integrity to send memo to all staff involved in IMP implementation.	None	Contacts will begin in three months and a full cycle of contacts is expected to be completed in two years. Cycle will be repeated every two years.

Fuente: API 1160 (13)-Table 11

V. PROPUESTA DE TRATO DE DATOS NO APLICABLES O NO DEFINIDAS POR EL MODELO DE API 1160 (2013) EN TUBERÍAS EN TUBERÍAS EVALUADAS BAJO EL CÓDIGO API 570 (2016).

A continuación, se presenta una propuesta para por parte del autor para el aseguramiento de la integridad para estaciones de bombeo y/o facilidades de tuberías de proceso en donde generalmente no se puede correr una herramienta ILI como lo especifica los numerales 8.2, 8.3.1, 8.3.2 de API 1160 (13).

A. Verificación del código de construcción de la tubería.

Antes de establecer un plan de inspección se debería realizar una verificación documental y familiarización con el sistema de tubería. Por lo tanto, establecer los requerimientos bajo los cuales se realizó el diseño y construcción del sistema, es decir que código de diseño fue usado en el diseño y construcción (ASME B31.4 o ASME B31.3) pues independientemente de que sea dentro de una facilidad en muchos casos se puede encontrar tuberías que son parte de un ducto de transporte de líquidos y se deben tratar completamente diferente a tuberías de proceso. En el caso de ser ASME B31.4 el código de diseño,

B. Establecimiento de ubicaciones de monitoreo de condición (CML)

Para tuberías no marraneables se debe establecer ubicaciones de monitoreo (CMLs) a lo largo del sistema previamente identificado y segmentado por un análisis RBI preliminar. En donde según API 570 (2013) deben ser establecidos por el inspector autorizado del código de inspección en referencia con el apoyo de un especialista en corrosión. Tales ubicaciones deben ser establecidas en donde se pueda prever daños por un modo de degradación específico y que puedan ser lo más representativos en cuanto a la integridad del sistema. Se deberá realizar las inspecciones establecidas por API 570 (2016) en cuanto a medición de espesores por RT o UT e inspección visual con los requerimientos propios del código.

C. Evaluación de integridad del sistema.

La evaluación de integridad del sistema se debe realizar específicamente para cada CML seleccionado ya inspeccionado visualmente y/o por Ensayos no destructivos para verificar el espesor de pared de la tubería ya sea por RT o UT como se mencionó anteriormente los cuales son los ensayos no destructivos recomendados por el código de inspección API 570 (2016).

²¹ API 1160 (2013)- “12 Program Evaluation”

²² API 570 (2016)-4.3.1.2 “Inspection Organization Audits

²³ API 1160 (2013)- 13 Management of Change

²⁴ API 570 (20016)- 4.3.1.3 MOC

D. Cálculos y Aseguramiento de la integridad.

Luego de haber realizado la medición de espesores de la pared de la tubería, e inspección visual para determinar si en algún segmento del sistema está siendo degradado por las amenazas dependientes del tiempo anteriormente descritas. Basado en el código de inspección, se debería realizar como mínimo los cálculos de Máxima presión de operación admisible MAWP y fecha para próxima inspección, Velocidad de corrosión a corto plazo (CRST) y Velocidad de corrosión a largo plazo (CRLT) y Vida remanente (RL).

E. Determinación de la velocidad de corrosión:

La velocidad de corrosión a largo plazo (LT) de los circuitos de tubería debe ser calculada por la siguiente formula (API 570, 2016):

$$CR(LT) = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{\text{tiempo (años) entre } t_{inicial} \text{ y } t_{actual}} \quad \text{Eq. 1}$$

La velocidad de corrosión a corto plazo (ST) para las tuberías debe ser calculada por la siguiente formula (API 570, 2016):

$$CR(ST) = \frac{t_{previo} - t_{actual}}{\text{tiempo (años) entre } t_{previo} \text{ y } t_{actual}} \quad \text{Eq. 2}$$

t inicial = es el espesor, en in (pulgadas) o mm (milímetros), en la misma locación que el **t actual** o en el comienzo de un nuevo ambiente de velocidad de corrosión.

t actual = espesor actual en in (pulgadas) o mm (milímetros), medido durante la inspección más reciente.

t previo = es el espesor, en in (pulgadas) o mm (milímetros), medido durante una inspección. Este debe estar localizado en la misma ubicación del espesor actual medido durante una inspección previa.

F. Determinación de la MAWP (Máxima presión de trabajo permitida).

Para determinar el MAWP se debe identificar el código de construcción del sistema de tuberías AMSE B 31.3 o ASME B31.4 y según esto, usar la ecuación según corresponda.

- Para tuberías construidas bajo ASME B31.3:

$$MAWP = \frac{2SEt}{D-2\gamma} \quad \text{Eq. 3}$$

G. Donde,

MAWP = Presión Máxima de Trabajo Permitida (psi).

- t**= espesor mínimo medido por inspección para la presión interna en pulgadas (in)
- D**= es el OD (Diámetro externo) de la tubería en pulgadas (in)
- S**= Es la unidad de esfuerzo permisible a la temperatura de diseño, en psig (KPa). Ver Nota 1.
- E**= Es el factor de calidad de junta longitudinal.
- γ**= Factor de material de la tabla 304.1.1 (ASME B31.3, 2014)

Para tuberías construidas bajo ASME 31.4, utilizar la ecuación de Barlow en su forma más simplificada.

H. Determinación del espesor mínimo requerido tuberías construidas bajo ASME B31.3.

Para aplicaciones de bajas presiones y bajas temperaturas, el espesor requerido de tubería determinado por la fórmula de Barlow podría ser pequeño para tubería que tuviera insuficiente resistencia estructural. Por tal razón para prevenir hundimiento, pandeo y colapso en los soportes se debe determinar para cada uno de los diámetros de tubería (Tabla 6 de API 574).

$$t = \frac{PD}{2[SE+Py]} \quad \text{Eq. 4}$$

- t**= espesor de diseño para la presión interna en pulgadas (mm)
- P**= Es la presión de diseño interna de la tubería en psig (KPa)
- D**= OD (Diámetro externo) de la tubería en pulgadas (mm)
- S**= Es la unidad de esfuerzo permisible a la temperatura de diseño, en psig (KPa)
- E**= Es el factor de calidad longitudinal.
- γ**= Factor de material de la tabla 304.1.1 de ASME B31.3

I. Cálculos para aceptación de anomalías dimensionadas evaluadas con "Fitness for Service".

Para anomalías que se puedan medir directa o indirectamente con diferentes técnicas de inspección con pérdidas de espesor nominal mayor a corrosión permisible (CA) se debería realizar el análisis correspondiente API 579 nivel 1 para tuberías construidas bajo el código ASME B31.3 y ASME B31G (criterio modificado) para tuberías construidas bajo ASME B31.4 y que se puedan medir sus dimensiones en los 3 ejes. La anterior aseveración en base a lo establecido por API 570 (2016) en su numeral 7.7 "Assessment of Inspection Findings" y el documento "validity of standard defect assessment methods for the alliance pipeline operating at 80% of SMYS" de Kiefner & Associates, Inc, en donde se realiza una comparación entre conservatismo y exactitud de los modelos como se muestra a continuación en la figura 13:

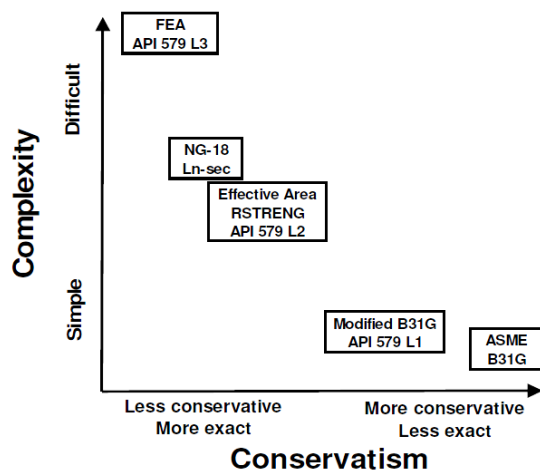


Fig 11. Complejidad vs conservatismo (Fuente Kiefner & Associates, Inc.)

J. Estrategia de respuesta a anomalías encontradas por inspección de tuberías en facilidades y estaciones de bombeo.

En tuberías de proceso, tuberías de transporte dentro de facilidades o estaciones de bombeo no marraneables por herramientas ILI, el dueño o mantenedor del sistema, debería establecer una estrategia de respuesta a anomalías encontradas teniendo como referencia lo propuesto por API 1160 (2013) en su numeral 8.3.2 “Strategy for Responding to Anomalies Identified by ILI” definiendo y documentando las condiciones que generen diferentes tipos de respuesta como los siguientes:

- Condiciones de respuesta inmediata
- Condiciones de respuesta a otro tipo de anomalía
- Condiciones de respuesta menor a 365 días
- Condiciones de respuesta mayor a 365 días
- Condiciones de respuesta en periodos intermedios establecidos por el dueño o mantenedor del sistema (por ejemplo, hasta 30 días, hasta 180 días)

K. Estructura jerárquica del sistema de gestión de integridad.

Dentro de las deficiencias del modelo de gestión de integridad propuesto por API 1160 (13) se evidencia el no establecer en detalle la jerarquización de la documentación del sistema de gestión de integridad (SIM), por lo tanto se recomienda establecer los niveles jerárquicos de documentación por parte de la organización, ya sea basado en algún sistema de gestión pre establecido (calidad, ambiente, salud y seguridad, de gestión de activos, etc) o usar la siguiente jerarquización recomendada por el autor de este documento la cual fue establecida por NACE en su documento NACE International Report del año 2016.

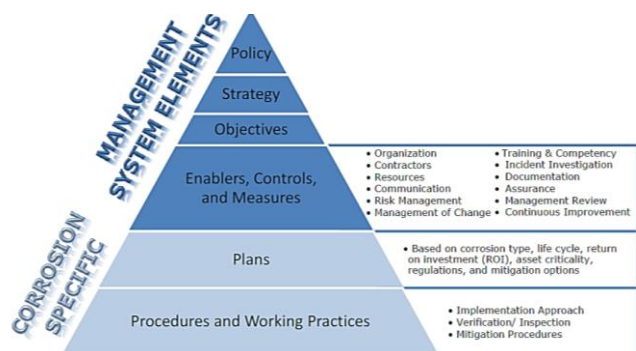


Fig. 12 Jerarquización del sistema de gestión de corrosión aplicable al sistema de gestión de integridad. (Fuente: NACE international report-2016, fig 3-3)

REFERENCIAS

[1] G. Eason, B. Noble, and I. N. Sneddon, “On certain integrals of Lipschitz-Hankel type involving products of Bessel functions,” *Phil. Trans. Roy. Soc. London*, vol. A247, pp. 529–551, April 1955. (*references*)

[2] API Recommended Practice 1160-2013, Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.

[3] API Inspection Code, API 570 4th Ed. Feb. 2016, Piping Inspection Code- In-service Inspection.

[4] API Recommended Practice 581, Risk-based Inspection Methodology

[5] ASNT CP-189, Standard for Qualification and Certification of Nondestructive Testing Personnel

[6] NACE SP 0169 7, Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

[7] NACE SP 0114, Refinery Injection and Process Mixing Points

[8] API Standard 5T1, Standard on Imperfection Terminology

[9] API Standard 579-1/ASME FFS-1, Fitness-For-Service

[10] API Standard 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction

[11] API Recommended Practice 1109, Marking Liquid Petroleum Pipeline Facilities

[12] API Recommended Practice 1166, Excavation Monitoring and Observation

[13] ASME B31.3-2010 Process Piping

[14] ASME B31.4-2012 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.

[15] ASME B31G 1, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: A Supplement to ASME B31Code for Pressure Piping

[16] ASME B31.8S-2004, Managing System Integrity of Gas Pipelines

[17] DNV-RP-F206 “Riser integrity management”- Recommended practice Det Norske Veritas, que establece los elementos de un Sistema de gestión para “riser

[18] DNV-RP-F116 “Integrity management of submarine pipeline systems”- recommended practice Det Norske Veritas,

[19] DNV-RP-0002 “Integrity management of subsea production systems”- recommended practice det norske veritas

[20] HSE-UK, Health and Safety Executive 2009, Structural integrity management framework for fixed jacket structures

[21] NACE SP0204 3, Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology

[22] NACE SP0169, Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

[23] NACE SP0208, Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines

[24] NACE SP0502-2002, Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology

[25] Kiefner & Associates, Inc. validity of standard defect assessment methods for the alliance pipeline operating at 80% of SMYS

[26] Kiefner, J. F., and Vieth, P. H., “A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe”, Project PR 3-805, A. G. A. Catalog No. L 51609, December 22, 1989.